DECISION

IN THE MATTER OF an Application dated January 8, 2002 by New Brunswick Power Corporation in connection with a proposal to refurbish its generating facility at Point Lepreau

September 24, 2002

NEW BRUNSWICK

BOARD OF COMMISSIONERS OF PUBLIC UTILITIES

103-02456/

DECISION

IN THE MATTER OF an Application dated January 8, 2002 by New Brunswick Power Corporation in connection with a proposal to refurbish its generating facility at Point Lepreau

September 24, 2002

NEW BRUNSWICK

BOARD OF COMMISSIONERS OF PUBLIC UTILITIES

INTRODUCTION

The New Brunswick Power Corporation (NB Power) filed its application on January 8, 2002 to the New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities (the Board), to hold a public hearing on the refurbishment of the Point Lepreau nuclear generating facility. The pre-filed evidence was submitted on February 25, 2002 and the pre-hearing conference was held March 12, 2002. The hearing commenced May 27, 2002. Final argument was heard June 18 and June 19, 2002.

NB Power convened two panels:

Panel A - Technical

Mr. Rod White
Ms. Jeanie McKibbon
Mr. Bill Pilkington
Mr. Stuart Groom
Mr. Rod Eagles

Panel B - Financial

Ms. Sharon MacFarlane
Mr. Bill Marshall

Intervenors who led cross-examination were:

Canadian Unitarians for Social Justice
Conservation Council of New Brunswick
Mr. Neil Craik
Energy Probe
Mr. Rodney J. Gillis
J.D. Irving, Limited
Mr. Daniel Leblanc
Province of New Brunswick

Saint John Citizens Coalition for Clean Air
Saint John Energy

Intervenors who submitted evidence were:

Atomic Energy of Canada Limited (AECL)
Energy Probe
Union of New Brunswick Indians

Informal intervenors were:

International Brotherhood of Electrical Workers (IBEW Dist.1 and Local 37)
Canadian Nuclear Workers Council

JURISDICTION

This application was filed with the Board pursuant to subsection 40.1(1.1) of the *Public Utilities Act* (the Act). Effective June 14, 2002, the Act was amended, *inter alia*, removing a conflict between section 36 and subsection 40.1(1.1), which prohibited the Board from making recommendations with respect to NB Power's facilities. In addition, sections 8.3 to 8.9 were added. Section 36 of the Act, as amended, provides as follows:

> " 36. Subject to sections 40.1, nothing in this Act shall be construed so as to authorize the Board to regulate the affairs of the New Brunswick Power Corporation, to recommend or approve its borrowing, its maintenance or reconstruction of existing facilities, or its contracts for the sale to or the purchase from entities outside the Province."

The Board must take into account all relevant legislation when considering an application. The Board has concluded that it is necessary to look at the whole of the Act to determine what standard or test should

be applied in assessing the evidence and making its recommendation(s). The Board also considered it appropriate that it take into account the provisions of the *Electric Power Act*, in particular section 2, subsection 3(7) and section 20.

Section 35 lists those sections of the *Public Utilities Act* that the Board may utilize in considering an application. Sections 7.1, 8.3 and 8.4 of the Act are relevant to the determination of the test or standard to be used. Each of these sections authorizes the Board to apply a "public interest" standard. In particular, subsection 8.3(2) provides that the Board may include in any Order "...such terms and conditions, as the Board considers necessary in the public interest."

The Board has concluded, therefore, that it will apply a public interest standard to its assessment of the evidence and in making its recommendation in response to the present Application. As well, upon review of the appropriate sections of the Act, the Board concluded that it is not limited to making a simple recommendation for or against the project.

NB POWER METHODOLOGY

NB Power models its generation expansion alternatives using PROVIEW, a detailed power system planning program. The program provides a net present value (NPV) of the cost associated with each expansion plan.

The NPV is the amount required in 2001 dollars to pay all of the costs, including capital and operating costs, associated with the plan. The NPV method allows plans with different costs over different years to be compared from a total cost perspective. PROVIEW is also able to perform sensitivity analyses for key variables.

Application of the program produced numerous projects to replace the forecast generation deficiency of 428 MW by 2011. This deficiency was

based on planned retirements of generating facilities, including that of Point Lepreau. The three projects with the lowest total cost identified by PROVIEW were: Point Lepreau refurbishment (NPV $6,541 million), construction of a new Orimulsion® unit (NPV $6,609 million) and construction of a natural gas combined cycle plant (NPV $6,775 million). These comparisons were referred to as the "Base Case". All NPV figures are expressed in 2001 dollars.

NB Power removed the Orimulsion® unit from consideration based on their concern for future CO_2 emissions. The difference in NPV between the refurbishment of Point Lepreau and the natural gas combined cycle plant (gas option) as presented by NB Power was $234 million.

Numerous issues were raised by the intervenors during the hearing. The Board has reviewed each relevant issue and has taken the comments of the intervenors into consideration in arriving at its decision. The Board's comments on the issues are as follows:

CAPACITY FACTOR

Capacity factor is a term used to indicate the percentage of energy that a generating facility produces in relation to the total energy that it could produce in any period of time. For example, the capacity factor for Point Lepreau was 90% for 1992, which means that the plant produced 90% of the total energy that it could have produced in 1992.

Capacity factor is a critical element in considering the refurbishment of Point Lepreau. As the capacity factor increases the amount of energy produced increases, and the net present value advantage of Point Lepreau over the other options improves. Similarly, a lower capacity factor reduces the NPV advantage of Point Lepreau.

NB Power's evidence predicts an average capacity factor of 89% over the 25-year life of the refurbished facility. The average capacity factor for

the 19-year period, 1983-2002, of operation of the existing plant has been 83% and the estimate for the 23-year period, 1983-2006, is 82%. NB Power has stated that production beyond 2006 may not be economical. For the purposes of comparison, the average capacity factor for the 25-year period 1983-2008 would be 75.4%, if there were no production beyond 2006.

The actual and estimated capacity factor for the existing facility, over the various time periods discussed above, ranges from 75.4% to 83%. The proposed agreement between NB Power and AECL uses a capacity factor of 80% as the benchmark for determining payments by either party for the first 15 years and 75% for the last 10 years.

The Board, after reviewing all of the above, considers that a capacity factor of 80% should be used in the net present value analysis of the refurbishment. Applying the 80% capacity factor results in an increase to the Point Lepreau NPV of $108 million.

COST OF CAPITAL

A company's capital structure consists of debt and equity, each of which has a cost. The weighted average cost of debt and equity is called the cost of capital. When the cost of capital is used to discount the cash flows associated with a project, it is referred to as the discount rate. NB Power used a discount rate of 7.15% to calculate the NPVs.

NB Power performed a sensitivity analysis with respect to changes in the discount rate. One such analysis used a discount rate of 9.33% which is the rate for Nova Scotia Power, a privately owned corporation.

The Government's plan to restructure NB Power was announced during the course of the hearing, including its intention to require each new company to operate as a privately owned corporation. Although the exact capital structure of the new corporations is yet to be determined,

the Board considers that it is reasonable that the appropriate discount rate would be at least as high as that of Nova Scotia Power. A discount rate of 9.33% increases the Point Lepreau NPV by $98 million.

EFFECT OF ADJUSTMENTS

The $98 million increase in NPV which results from a change in the discount rate, combined with the $108 million increase in NPV for the adjustment to capacity factor provides an adjusted NPV for Point Lepreau of $6,747 million. The NPV for the gas option is $6,775 million. The difference between the two options is only $28 million, or less than one-half of one percent.

The Board considers a difference of less than one-half of one percent to be insignificant. The Board concludes that the decision must rest on a consideration of matters other than the comparison of net present values. These issues are discussed as follows.

CONTRACTS

NB Power has concluded negotiations with AECL for the refurbishment of, and the ongoing operation and performance of the generating facility. The resulting contracts or agreements are as follows:

- A Retubing Contract, which has a value of $309 million;
- A Refurbishment Contract, which has a value of $141 million;
- A Plant Performance Agreement, which stipulates payments of bonuses or penalties related to plant performance throughout the operating life; and

- An Operation Support Service Agreement for the provision of ongoing technical support.

NB Power and AECL have agreed that the scope of the work to be performed under the contracts has been clearly defined as a result of an extensive condition assessment of the plant. AECL would be the general contractor and provide project management services under the contracts.

The Retubing Contract stipulates the conditions for payment of liquidated damages by AECL, in the amount of $250,000 per day with a maximum payable of $10 million over the life of the facility. Also included is a bonus clause requiring payment to AECL, in the amount of $100,000 per day, if final completion is achieved earlier than stipulated in the project schedule. The contract includes a warranty of 24 months on materials, labour and design plus an additional 96-month warranty period on the welded feeder connections and fixed pressure tube spacers. There are no provisions for consequential damages, such as the cost of replacement power.

The Refurbishment Contract stipulates the conditions for payment of liquidated damages by AECL in the amount of $75,000 per day with a maximum payable of $5 million. A bonus clause is included, requiring payment to AECL in the amount of $50,000 per day, if final completion is achieved earlier than stipulated in the project schedule. The warranty covers a period of 24 months for materials, labour and design after the date of final completion. The contract also has no provision for consequential damages.

NB Power argued that the contracts contained reasonable warranty provisions and avoided the substantial risk associated with cost plus arrangements. NB Power and AECL stated that the warranties meet or exceed industry standards. The liquidated damages are deemed by NB Power to be adequate.

Some intervenors argued strongly against the terms of the contract. They were concerned that there would be situations where the allowance for liquidated damages would be insufficient. The Board considers that the amounts available from the stipulated liquidated damages may not be sufficient.

AECL - GOVERNMENT OF CANADA AGENCY RELATIONSHIP

A number of intervenors questioned the financial ability of AECL to meet the warranties contained in the contracts. AECL introduced evidence to show that the Government of Canada stood behind them. The intervenors questioned the degree to which the Government of Canada would be legally obligated to stand behind the AECL obligations.

The Board invited submissions from all parties on this matter. Upon review, the Board is satisfied that the contractual obligations incurred by AECL in its contracts with NB Power will be adequately supported by the Government of Canada due to the statutory principal-agent relationship created in the *Nuclear Energy Act.*

INSURANCE

Several intervenors suggested that NB Power should purchase commercial insurance coverage to protect it against the risk of the occurrence of one or more of the various construction, financial and performance risks. The Board invited all parties to make a written submission outlining their opinion as to the appropriate cost of insurance. No submissions were made to the Board on this matter.

CAPITAL COST

The final capital budget is $845 million in 2001 dollars. Details of the total estimated cost were presented by NB Power. The Board has the following comments on issues related to the estimated total capital cost.

Firm price

The Board is of the opinion that the firm price portion and the percentage it represents should be put into context. NB Power stated that 82% of the direct project costs are firm. The total of the firm price contracts is $450 million and $38 million has already been spent for a total of $488 million. This represents 57% of the total project cost of $845 million and is the percentage which the Board considers to be firm.

Construction Schedule

The Retubing Contract sets the critical path for the construction schedule. NB Power argued that the schedule is for an 18-month shutdown but that the actual construction schedule anticipates completion in 17 months. This provides a one-month float, which NB Power said could compensate for any delays in construction.

NB Power agreed that a complete retubing of an operating CANDU reactor, as proposed for Point Lepreau, had never been undertaken before. Dr. Kugler, the AECL witness, stated that when considered as specific tasks, the work is not new because each task has been done before. Concerns were raised over the scope of work and possible problems that may be encountered during the retubing, all of which could impact the schedule. NB Power emphasized that there were compelling incentives for AECL to meet the contract schedule.

NB Power stated that a four-month delay in the in-service date of the plant would be estimated to increase the NPV by $63 million in 2001 dollars. Also, NB Power stated that a delay in completion would increase the cost for interest during construction by $5 million per month. As well, there would be a significant increase in cost for replacement energy.

The Board recognizes that an increase in the scope of work could delay the project resulting in an increase in the project cost. The Board considers the uncertainties involved to be a negative factor with respect to the refurbishment of Point Lepreau.

Escalation

The project budget includes an escalation amount of $65 million. The actual amount of escalation to be paid under the contracts will be principally determined using Statistics Canada published indices and formulas. The labour rate for engineering services from AECL has already been escalated by 17%. This rate increase was explained to be a result of competition for the highly skilled AECL workforce. The Board notes that the escalation elements of the agreement are at the risk of NB Power and not AECL.

The Board recognizes that there is a risk of cost escalation for the gas option as well. However, the capital cost for the gas option is significantly lower than that for the refurbishment of Point Lepreau. Also, the Board considers that escalation in the cost of labour is more likely for Point Lepreau than for the gas option, given the nature of the workforces involved. Although the potential for the escalation amount to increase beyond that which NB Power has budgeted cannot be quantified, the Board is of the opinion that this has a negative influence on the refurbishment project relative to the gas option.

Interest during construction

The amount of $146 million described as "Interest during construction & overheads" also appears in the project budget. NB Power provided a breakdown of this amount as being $144.2 million of interest during construction and overhead of $2.1 million. NB Power stated that the interest rate used was 7.15%, including the provincial guarantee fee. Deviations in the cost of construction and the time taken to complete the work, and/or increases in interest rates, would affect the amount of interest during construction.

Contingency

NB Power estimates that the total cost of the Retubing and Refurbishment contracts, including escalation, will be $515 million of the $845 million. Of the remaining $330 million, the contingency amounts to $35 million or approximately 11%.

NB Power disclosed 24 items that were referred to as low probability, high cost risks and provided the estimated costs for each. If one or more of these risks were to materialize, it is clear that the contingency of $35 million could be inadequate. Dr. Kugler indicated that NB Power would be responsible for any additional costs arising from the occurrence of any of the 24 key risk items. The Board considers that the amount set aside for contingencies may not be adequate.

CAPITAL COST - SUMMARY

There are uncertainties related to the construction schedule, the costs for the escalation clauses of the firm contracts with AECL, interest during construction and the 24 risks. For these reasons, the Board is concerned that the project estimate of $845 million may be exceeded, possibly by a significant amount.

REPLACEMENT ENERGY

NB Power provided an estimate of the cost for replacement energy during the outage of Point Lepreau of approximately $300 million. The issue of replacement power arises because, if NB Power were to carry out the refurbishment of Point Lepreau as planned, the station would be out of commission for an estimated period of 18 months. During this time, in order to meet its provincial power supply requirements, NB Power would have to replace the energy lost from Point Lepreau either by dispatching other generating stations or by purchases of power. The cost of fuel for the other generating stations and of purchased power would be subject to market fluctuations and may be higher than forecast. Also, if the refurbishment takes longer than expected, the cost of replacement power may well be higher. It is noted that little or no replacement power would be required if other options were pursued.

BASE CASE COMPARISON – ADDITIONAL ENERGY

The amount of energy available from operating the gas option is less than that available from Point Lepreau. The capacity provided by the Point Lepreau facility would be over 50% greater than that provided by the gas option. The cost of the additional energy to make the total energy from the gas option equal to Point Lepreau is identified as Replacement Energy and increases the NPV for the gas option by $820 million.

A refurbished Point Lepreau would provide energy in excess of what is needed for in-province requirements. If, as a result of future developments, all of the in-province energy requirements could be supplied by the gas option then it would not be necessary to obtain any additional energy. In this case, no Replacement Energy costs would need to be added to the gas option. Rather, it would be necessary to calculate a "value" for the extra energy available from Point Lepreau refurbishment option. This value may be higher, lower or the same as the amount

shown for Replacement Energy. It was not possible for the Board to quantify this value but the Board considers it to be an element of risk associated with the refurbishment of Point Lepreau.

REGULATORY RISK

NB Power submitted a licencing framework document to the staff of the Canadian Nuclear Safety Commission, which included a description of the Point Lepreau refurbishment process. NB Power assumed that there would not be a requirement to make changes so as to meet all current standards applicable to new construction. The staff responded to NB Power indicating general concurrence with the approach. The Board notes that this response reflects the position of the staff and not necessarily that of the Canadian Nuclear Safety Commission.

The Board is concerned that the Commission may require changes to the proposed refurbishment project. Any such changes could impose considerably higher costs. Therefore, the Board considers this to be a risk with respect to the refurbishment of Point Lepreau.

NUCLEAR FUEL

Nuclear fuel is a low cost fuel and represents less than 15% of the operation, maintenance and administration costs of operating Point Lepreau. It is clear that the Point Lepreau NPV advantage comes from the significant savings in fuel costs. The Board is aware of the variability in the cost of natural gas and the difficulty in obtaining a long-term supply. From this perspective, the Board agrees that the refurbishment of the nuclear plant is positive.

CO_2

NB Power used a value of $15/tonne in its analysis of the costs that it may be required to pay, in the future, for its CO_2 emissions. The Board, as an economic regulator, has not examined the issue in any detail because consideration of such externalities is outside the Board's mandate. The Board considers that it can only review the costs of complying with currently established standards. It is the opinion of the Board that air emissions should be regulated by an appropriate agency of the provincial government. The Board appreciates that this issue is of significant concern to the Province and accepts that refurbishment of Point Lepreau would reduce CO_2 emissions.

FILING OF FINANCIAL INFORMATION

In March 2001, NB Power published a document entitled "Business Plan and Financial Projection 2001/02 - 2008/09" which provided projections of the income statement, the balance sheet and cash flow. No rate increases were incorporated in the projections.

The Coleson Cove evidence, filed in July, 2001, included the Business Plan and also updated financial projections for the years 2002/03 to 2008/09. The update included the impact of the decision to begin the project one year earlier.

In January 2002, NB Power filed the evidence in support of the present application. The financial information presented at the Coleson Cove hearing was further updated. However, a 2.1% increase in rates, scheduled for April 1, 2002, was not included in the projected results.

On May 27, 2002, the Board requested an updated version of the financial projection, to reflect the estimates for 2001/02 including any

significant changes in key variables for 2002/03 to 2008/09. NB Power responded by filing a document which included a summarized actual statement of income for March 31, 2002 and a summarized budgeted statement of income for the year ending March 31, 2003. NB Power did not provide any further updates to the financial projections for the period 2003/04 to 2008/09.

There was a further significant deficiency in NB Power's projections. The Business Plan indicated that the projected retained earnings ("equity") at March 31, 2001 would be $46 million. NB Power's audited balance sheet showed actual equity to be $8 million, a difference of $38 million. In spite of preparing two updates to the financial projections, this difference was never corrected.

In the year ended March 31, 2002, in conformity with an amended standard of the Canadian Institute of Chartered Accountants, NB Power retroactively adopted a change in its accounting policy for foreign exchange translation. As a result of this change, the equity as at March 31, 2001, was reduced by $172 million. This adjustment and the related future positive adjustments to income were not included in the financial projections.

The Board believes that financial information, including the effect of known rate increases and significant changes, such as described above, could have, and should have, been prepared by NB Power. It is the view of the Board that NB Power did not file properly updated financial information in this application.

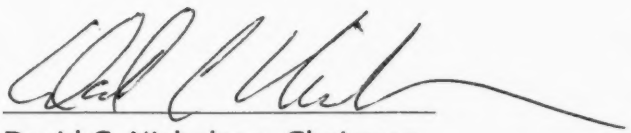
CONCLUSION

The Board is an economic regulator and has conducted its review from that perspective. In the absence of a clear mandate, it is the opinion of the Board that any assessments, other than economic, must be conducted

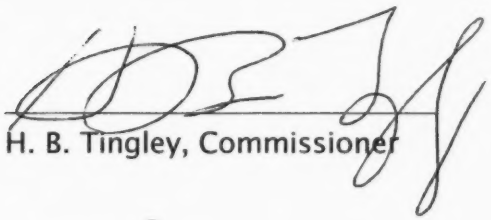
by government. The Board, in assessing the evidence, has applied the standard of public interest.

The Board, as a result of its review of the evidence in relation to the capacity factor and the cost of capital, finds that there is no significant economic advantage to the proposed refurbishment project. In addition, the Board considers that there are other significant aspects of the refurbishment option for which the economic impact is uncertain. These aspects create additional economic risk which leads the Board to conclude that the refurbishment of Point Lepreau, as outlined in the evidence, is not in the public interest. The Board, therefore, will recommend to the Board of Directors of NB Power that it not proceed with the refurbishment of Point Lepreau.

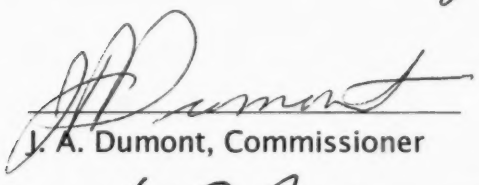
DATED AT THE CITY OF SAINT JOHN, NB this 24th day of September 2002.



David C. Nicholson, Chairman



H. B. Tingley, Commissioner



J. A. Dumont, Commissioner

K. F. Sollows, Commissioner

DÉCISION

DANS L'AFFAIRE d'une demande présentée par la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick le 8 janvier 2002 visant une proposition de remise à neuf de la Centrale de Point Lepreau.

le 24 septembre 2002

COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC

NOUVEAU-BRUNSWICK

DÉCISION

DANS L'AFFAIRE d'une demande présentée par la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick le 8 janvier 2002 visant une proposition de remise à neuf de la Centrale de Point Lepreau.

le 24 septembre 2002

COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC
DU NOUVEAU-BRUNSWICK

INTRODUCTION

Le 8 janvier 2002, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a déposé auprès de la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (la Commission) une demande visant la tenue d'une audience publique concernant la remise à neuf de la Centrale nucléaire de Point Lepreau. La preuve déposée au préalable a été présentée le 25 février 2002 et la conférence préalable à l'audience a eu lieu le 12 mars 2002. L'audience a commencé le 27 mai 2002 et les observations finales ont été entendues les 18 et 19 juin 2002.

Énergie NB a convoqué deux formations :

Formation A - aspect technique

M. Rod White
Mme Jeanie McKibbon
M. Bill Pilkington
M. Stuart Groom
M. Rod Eagles

Formation B - aspect financier

Mme Sharon MacFarlane
M. Bill Marshall

Les intervenants suivants ont mené des contre-interrogatoires :

Canadian Unitarians for Social Justice
Conseil de la conservation du Nouveau-Brunswick
M. Neil Craik
Enquête énergétique
Me Rodney J. Gillis
J.D. Irving, Limited
M. Daniel LeBlanc

Province du Nouveau-Brunswick
Saint John Citizens Coalition for Clean Air
Saint John Énergie

Les intervenants suivants ont présenté une preuve :

Énergie atomique du Canada limitée (EACL)
Enquête énergétique
Union of New Brunswick Indians

Les intervenants officieux étaient les suivants :

Fraternité internationale des ouvriers en électricité (FIOE district 1 et section locale 37)
Conseil canadien des travailleurs du nucléaire

COMPÉTENCE

La présente demande a été déposée auprès de la Commission sous le régime du paragraphe 40.1(1.1) de la *Loi sur les entreprises de service public* (la Loi). La Loi a été modifiée, en vue notamment d'éliminer une incompatibilité entre l'article 36 et le paragraphe 40.1(1.1), qui interdisait à la Commission de faire des recommandations au sujet des installations d'Énergie NB; les modifications sont entrées en vigueur le 14 juin 2002. De plus, les articles 8.3 à 8.9 ont été ajoutés. L'article 36 de la Loi, dans sa version modifiée, prévoit ce qui suit :

> 36. Sous réserve de l'article 40.1, rien dans la présente loi ne peut être interprété comme autorisant la Commission à réglementer les affaires de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick, à faire des recommandations ou à donner des approbations quant à ses emprunts, à l'entretien ou à la reconstruction d'installations existantes ou quant à ses contrats de vente ou d'achat avec d'autres entités de l'extérieur de la province.

Quand elle étudie une demande, la Commission doit tenir compte de toutes les dispositions législatives pertinentes. Elle a conclu qu'il faut considérer l'ensemble de la Loi pour déterminer la norme ou le critère à appliquer pour apprécier la preuve et formuler une ou des recommandations. Elle a également estimé qu'il était opportun de tenir compte des dispositions de la *Loi sur l'énergie électrique*, en particulier des articles 2 et 20 et du paragraphe 3(7).

L'article 35 énumère les dispositions de la *Loi sur les entreprises de service public* dont la Commission peut se servir pour examiner une demande. Les articles 7.1, 8.3 et 8.4 de la Loi sont pertinents quant à la détermination du critère ou de la norme à utiliser : chacun autorise la Commission à appliquer la norme de « l'intérêt public ». En particulier, le paragraphe 8.3(2) prévoit qu'elle peut assortir toute ordonnance « [...] des modalités et des conditions que la Commission estime nécessaires à l'intérêt public ».

Par conséquent, la Commission a conclu qu'elle appliquera la norme de l'intérêt public à son appréciation de la preuve et à la formulation de ses recommandations dans le cadre de la présente demande. De plus, après avoir examiné les articles pertinents de la Loi, elle a conclu que sa compétence ne se limitait pas à faire une simple recommandation en faveur du projet ou contre celui-ci.

MÉTHODOLOGIE D'ÉNERGIE NB

Énergie NB formule ses options en matière d'expansion de la production d'énergie à partir du modèle PROVIEW, programme détaillé de planification des systèmes de production d'énergie. Le programme prévoit une valeur actualisée nette (VAN) des coûts afférents à chaque plan d'expansion.

La VAN correspond au montant en dollars de 2001 nécessaire pour couvrir tous les coûts, y compris les coûts d'immobilisation et les coûts

d'exploitation, afférents au plan. La méthode de la VAN permet la comparaison des plans qui comportent des coûts différents sur différentes années dans l'optique du coût global. Le programme PROVIEW permet également d'effectuer des analyses de sensibilité pour tenir compte de variables importantes.

L'application du programme a produit de nombreux projets qui permettraient de combler l'insuffisance prévue dans la production d'énergie, qui est de 428 MW d'ici 2011. Cette insuffisance était basée sur la mise hors service projetée de centrales électriques, y compris celle de Point Lepreau. Les trois projets pour lesquels l'analyse PROVIEW a prévu les coûts globaux les moins élevés étaient les suivants : la remise à neuf de la Centrale de Point Lepreau (VAN de 6,541 millions de dollars), la construction d'une nouvelle centrale à l'Orimulsion® (VAN de 6,609 millions de dollars) et la construction d'une centrale à cycle mixte au gaz naturel (VAN de 6,775 millions de dollars). On a appelé ces comparaisons le « cas de base ». Tous les chiffres de la VAN sont exprimés en dollars de 2001.

À cause de ses préoccupations relatives aux émissions futures de CO_2, Énergie NB a abandonné l'idée d'une centrale à l'Orimulsion®. La différence entre la VAN de la remise à neuf de la Centrale de Point Lepreau et de la centrale à cycle mixte au gaz naturel (l'option du gaz naturel) présentées par Énergie NB était de 234 millions de dollars.

Les intervenants ont soulevé de nombreuses questions au cours de l'audience. Pour arriver à sa décision, la Commission a examiné chaque question pertinente et a tenu compte des observations des intervenants. Voici les observations de la Commission au sujet de ces questions.

FACTEUR DE CAPACITÉ

Le facteur de capacité désigne le pourcentage d'énergie que produit une centrale électrique par rapport à l'énergie totale qu'elle pourrait produire

dans une période donnée. Par exemple, le facteur de capacité de Point Lepreau était de 90 % en 1992, ce qui signifie qu'en 1992 la centrale a produit 90 % de l'énergie totale qu'elle aurait pu produire.

Le facteur de capacité constitue un élément déterminant dont il faut tenir compte dans l'étude de la remise à neuf de Point Lepreau. À mesure que le facteur de capacité augmente, la quantité d'énergie produite augmente, et l'avantage lié à la valeur actualisée nette que présente Point Lepreau par rapport aux autres options devient plus important. De même, un facteur de capacité moins élevé réduit la valeur de cet avantage.

La preuve présentée par Énergie NB prévoit un facteur de capacité moyen de 89 % sur la durée de vie de 25 ans de la centrale remise à neuf. Le facteur de capacité moyen au cours des 19 années d'exploitation de l'usine actuelle, soit de 1983 à 2002, était de 83 % et l'estimation pour la période de 23 ans allant de 1983 à 2006 est de 82 %. Énergie NB a affirmé que la production passé 2006 pourrait ne pas être économique. Aux fins de comparaison, le facteur de capacité moyen pour la période de 25 ans allant de 1983 à 2008 serait de 75,4 %, s'il n'y avait aucune production après 2006.

Le facteur de capacité réel et estimé de la centrale actuelle au cours des différentes périodes susmentionnées varie de 75,4 % à 83 %. L'entente projetée entre Énergie NB et EACL prévoit un facteur de capacité de 80 % comme repère pour la détermination des paiements de l'une ou l'autre partie au cours des 15 premières années et de 75 % pour les dix dernières années.

Après son examen de tout ce qui précède, la Commission estime qu'il convient d'utiliser un facteur de capacité de 80 % dans l'analyse de la valeur nette actualisée de la remise à neuf. L'application du facteur de capacité de 80 % a pour effet d'augmenter de 108 millions de dollars la VAN de Point Lepreau.

COÛT DU CAPITAL

La structure financière d'une entreprise comprend ses emprunts et ses capitaux propres, qui comportent tous deux des coûts associés. Le coût pondéré moyen des emprunts et des capitaux propres s'appelle le coût du capital. On appelle taux d'actualisation l'opération par laquelle le coût en capital est utilisé pour actualiser les fonds de trésorerie liés à un projet. Dans ses calculs des VAN, Énergie NB a utilisé un taux d'actualisation de 7,15 %.

Énergie NB a procédé à une analyse de sensibilité relativement aux changements du taux d'actualisation. Dans l'une de ces analyses, elle a utilisé un taux d'actualisation de 9,33 %, ce qui correspond au taux de la Nova Scotia Power Corporation, entreprise à capitaux privés.

Au cours de l'audience, le gouvernement a annoncé ses projets de réorganisation d'Énergie NB, notamment son intention d'exiger de chaque nouvelle société qu'elle soit exploitée comme entreprise à capitaux privés. Quoique la structure financière exacte des nouvelles sociétés reste à déterminer, la Commission estime qu'il est raisonnable que le taux d'actualisation approprié soit au moins aussi élevé que celui de la Nova Scotia Power Corporation. Un taux d'actualisation de 9,33 % augmente la VAN de Point Lepreau de 98 millions de dollars.

EFFET DES RAJUSTEMENTS

L'augmentation de 98 millions de dollars de la VAN qui découle d'un changement du taux d'actualisation, accompagnée de l'augmentation de 108 millions de dollars de la VAN liée au rajustement du facteur de capacité, donne une VAN rajustée de 6,747 millions de dollars pour Point Lepreau. La VAN de l'option du gaz naturel est de 6,775 millions de dollars. La différence entre les deux options n'est que de 28 millions de dollars, soit moins d'un demi pourcent.

La Commission estime négligeable une différence de moins d'un demi pourcent. Elle conclut que sa décision doit reposer sur un examen de questions autres que la comparaison des valeurs actualisées nettes. Ces questions sont discutées ci-dessous.

CONTRATS

Énergie NB a poursuivi des négociations avec EACL en vue de la remise à neuf de la centrale électrique ainsi que de son exploitation et de son rendement courants. Les négociations ont produit les contrats ou ententes suivants :

- un contrat de remplacement des tubes, d'une valeur de 309 millions de dollars;

- un contrat de remise à neuf, d'une valeur de 141 millions de dollars;

- une entente relative au rendement de la centrale, qui prévoit le versement de primes ou de pénalités liées au rendement de la centrale tout au long de sa durée de vie utile;

- une entente relative au service de soutien à l'exploitation en vue de la fourniture de soutien technique continu.

Énergie NB et EACL sont convenues que l'étendue des travaux à effectuer dans le cadre des contrats a été définie de façon claire par suite d'une évaluation exhaustive de l'état de la centrale. En vertu des contrats, EACL serait l'entrepreneur principal et assurerait des services de gestion du projet.

Le contrat de remplacement des tubes prévoit les conditions relatives au versement par EACL de dommages-intérêts extrajudiciaires de 250 000 $ par jour, jusqu'à concurrence de 10 millions de dollars, sur la durée de vie de la centrale. Il contient également une clause prévoyant le

versement de primes de 100 000 $ par jour à EACL en cas d'achèvement des travaux avant la date prévue à cette fin dans le calendrier général. Il prévoit aussi une garantie de 24 mois sur les matériaux, la main-d'œuvre et la conception, ainsi qu'une garantie de 96 mois sur les assemblages de tuyaux d'alimentation soudés et les bracelets de centrage à point de consigne fixe. Le contrat ne prévoit aucune clause touchant les dommages indirects, tel le coût d'énergie de remplacement.

Le contrat de remise à neuf prévoit les conditions de versement par EACL de dommages-intérêts extrajudiciaires de 75 000 $ par jour, jusqu'à concurrence de 5 millions de dollars. Il contient également une clause prévoyant le versement de primes de 50 000 $ par jour à EACL en cas d'achèvement des travaux avant la date prévue à cette fin dans le calendrier général. Il prévoit aussi une garantie de 24 mois, à compter de la date d'achèvement des travaux, sur les matériaux, la main-d'œuvre et la conception. Le contrat ne prévoit également aucune disposition relative aux dommages indirects.

Énergie NB a fait valoir que les contrats contenaient des dispositions de garantie raisonnables et évitaient le risque important afférent aux contrats de remboursement des coûts. Énergie NB et EACL ont affirmé que les garanties atteignaient, voire dépassaient, les normes de l'industrie. Énergie NB considère que les dommages-intérêts extrajudiciaires sont suffisants.

Certains intervenants se sont vivement opposés aux modalités du contrat. Ils s'inquiétaient du fait que dans certaines situations la somme prévue au titre des dommages-intérêts extrajudiciaires serait insuffisante. La Commission estime que les montants prévus au titre des dommages-intérêts extrajudiciaires pourraient ne pas être suffisants.

RELATION DE MANDANT-MANDATAIRE ENTRE EACL ET LE GOUVERNEMENT DU CANADA

Des intervenants ont remis en question la capacité financière d'EACL de satisfaire aux garanties stipulées. EACL a produit des éléments de preuve démontrant qu'elle avait l'appui du gouvernement du Canada. Les intervenants se sont demandé jusqu'à quel point le gouvernement du Canada aurait l'obligation juridique de répondre des obligations de EACL.

La Commission a invité toutes les parties à présenter des observations sur la question. Après examen, elle est convaincue que les obligations contractuelles d'EACL découlant de ses contrats avec Énergie NB profiteront d'un appui suffisant du gouvernement du Canada du fait du rapport mandant-mandataire que crée la *Loi sur l'énergie nucléaire*.

ASSURANCE

Plusieurs intervenants ont proposé qu'Énergie NB devrait souscrire une assurance commerciale pour la protéger contre le risque de la survenance de l'un ou plusieurs des divers risques touchant la construction, la situation financière ou le rendement. La Commission a invité toutes les parties à présenter des observations écrites exposant brièvement leur opinion quant aux frais d'assurance justifiés. Aucune observation n'a été présentée à la Commission sur ce point.

COÛT D'IMMOBILISATION

Le budget d'immobilisations définitif est de 845 millions de dollars en dollars de 2001. Énergie NB a présenté des précisions relatives au coût total prévu. La Commission fait les observations suivantes sur les questions liées au coût d'immobilisation total prévu.

Prix ferme

La Commission est d'avis qu'il convient de mettre en contexte la portion prix ferme et le pourcentage qu'elle représente. Énergie NB a affirmé que 82 % des coûts directs du projet sont fermes. Le coût total des contrats à prix ferme est de 450 millions de dollars, et 38 millions de dollars ont déjà été dépensés, soit une somme de 488 millions de dollars en tout. Cette somme représente 57 % du coût total du projet, qui est de 845 millions de dollars. Il s'agit du pourcentage que la Commission estime être à prix ferme.

Calendrier des travaux

Le contrat de remplacement des tubes fixe le chemin critique du calendrier de construction. Énergie NB a fait valoir que le calendrier prévoit une mise à l'arrêt de 18 mois, mais que le calendrier de la construction réel prévoit l'achèvement des travaux en 17 mois, ce qui fournit une marge d'un mois, laquelle, selon Énergie NB, pourrait compenser tous retards dans la construction.

Énergie NB a convenu que le remplacement intégral des tubes d'un réacteur nucléaire CANDU en service, tel qu'il est proposé pour Point Lepreau, n'avait jamais été entrepris. M. Kugler, Ph. D., qui a témoigné pour le compte d'EACL, a affirmé que, si on considère le travail comme des tâches précises, il ne s'agit pas de quelque chose de nouveau parce que chaque tâche a déjà été effectuée. On a soulevé des inquiétudes relativement à la portée du travail et aux problèmes possibles qui pourraient survenir au cours du remplacement des tubes, lesquels pourraient tous avoir un effet sur le calendrier. Énergie NB a bien souligné qu'il existe des mesures impérieuses pour inciter EACL à respecter le calendrier contractuel.

Énergie NB a déclaré qu'un retard de quatre mois dans la mise en service de la centrale augmenterait la VAN, selon les estimations, de 63 millions de dollars en dollars de 2001. Énergie NB a également affirmé qu'un

retard dans l'achèvement des travaux augmenterait de 5 millions de dollars par mois les coûts afférents aux intérêts au cours de la construction. De même, les coûts augmenteraient de façon importante puisqu'il faudrait se procurer de l'énergie de remplacement.

La Commission reconnaît qu'une augmentation de l'étendue des travaux pourrait retarder le projet, ce qui augmenterait le coût du projet. Selon elle, les incertitudes existantes constituent un facteur négatif pour la remise à neuf de la Centrale de Point Lepreau.

Indexation

Le budget du projet prévoit une somme de 65 millions de dollars au titre de l'indexation. Le montant réel lié à l'indexation qui sera versé en vertu des contrats sera déterminé principalement à l'aide des index et des formules publiés par Statistique Canada. Le taux de salaire pour les services d'ingénierie fournis par EACL a déjà été indexé de 17 %. On a expliqué que cette augmentation résultait de la concurrence qui existe pour les services de l'effectif hautement qualifié d'EACL. La Commission remarque que c'est Énergie NB qui assume le risque des éléments de l'entente liés à l'indexation, et non EACL.

La Commission reconnaît que l'option du gaz naturel comporte elle aussi un risque lié à l'indexation des coûts. Toutefois, le coût d'immobilisation de l'option du gaz naturel est considérablement moins élevé que celui de la remise à neuf de Point Lepreau. De plus, elle estime que l'indexation des coûts de la main-d'œuvre est plus probable pour Point Lepreau que pour l'option du gaz naturel, étant donné la nature de la main-d'œuvre en cause. Bien que les possibilités que les coûts liés à l'indexation augmentent au-delà de ceux qu'Énergie NB a prévus dans son budget ne puissent être évaluées en chiffres, la Commission est d'avis que ce fait nuit au projet de remise à neuf par rapport à l'option du gaz naturel.

Intérêts cumulés au cours de la construction

La somme de 146 millions de dollars à titre de ce qu'on a appelé les « Intérêts cumulés au cours de la construction et frais généraux » figure également dans le budget du projet. Énergie NB a fourni une ventilation de cette somme, qui montrait que 144,2 millions de dollars étaient prévus à titre d'intérêts cumulés au cours de la construction et 2,1 millions de dollars à titre de frais généraux. Elle a déclaré que le taux d'intérêt utilisé était de 7,15 %, la commission de crédit à la province étant comprise. Des écarts dans le coût de la construction et le temps utilisé pour achever les travaux, ou les augmentations des taux d'intérêts, ou tous ces facteurs mis ensemble, auraient une influence sur le montant des intérêts cumulés au cours de la construction.

Éventualités

Énergie NB estime que le coût total des contrats de remplacement des tubes et de remise à neuf, indexation comprise, correspondra à 515 millions par rapport aux 845 millions de dollars. Des 330 millions de dollars restant, les éventualités comptent pour 35 millions de dollars, soit environ 11 %.

Énergie NB a soulevé 24 éléments, qu'elle a appelés les risques peu probables et à coûts élevés, et elle a fourni des coûts estimatifs pour chacun. Si l'un ou plusieurs de ces risques devenaient réels, il est évident que les 35 millions de dollars prévus au titre des éventualités pourraient s'avérer insuffisants. M. Kugler, Ph. D., a souligné qu'Énergie NB serait responsable des coûts additionnels découlant de la survenance de n'importe lesquels des 24 éléments de risque importants. La Commission estime que le montant budgeté pour les éventualités pourrait ne pas être suffisant.

COÛT D'IMMOBILISATION – SOMMAIRE

Il existe des incertitudes liées au calendrier de la construction, aux coûts afférents aux clauses d'indexation des contrats à prix fermes avec EACL, aux intérêts cumulés au cours de la construction et aux 24 risques. Pour ces motifs, la Commission craint que la prévision du coût du projet, qui est de 845 millions de dollars, puisse être dépassée, peut-être bien d'un montant important.

ÉNERGIE DE REMPLACEMENT

Énergie NB a estimé à environ 300 millions de dollars le coût d'énergie de remplacement pendant l'interruption du service à Point Lepreau. La question de l'énergie de remplacement se pose parce que, si Énergie NB procédait à la remise à neuf de Point Lepreau telle qu'elle projette de le faire, la centrale serait mise à l'arrêt pour une période prévue de 18 mois. Pendant cette période, afin de satisfaire à ses obligations en matière d'alimentation en énergie pour la province, elle devrait remplacer l'énergie non produite par Point Lepreau soit en redistribuant l'énergie produite par d'autres centrales électriques, soit en achetant de l'énergie. Le coût du combustible pour les autres centrales électriques et de l'achat d'énergie serait assujetti aux fluctuations du marché et pourrait être plus élevé que prévu. De plus, si la remise à neuf prenait plus de temps que prévu, le coût de l'énergie de remplacement pourrait bien être plus élevé. Il est à noter que, si l'une des autres options était choisie, aucune énergie de remplacement ne serait requise, ou très peu.

COMPARAISON AU CAS DE BASE – ÉNERGIE SUPPLÉMENTAIRE

La quantité d'énergie qui serait produite suivant l'option du gaz naturel est moindre qu'elle ne le serait avec Point Lepreau. La Centrale de Point Lepreau pourrait produire une quantité d'énergie supérieure à 50 % par

rapport à l'option du gaz naturel. Le coût de l'énergie supplémentaire nécessaire pour que l'option du gaz naturel arrive à la même quantité d'énergie que Point Lepreau s'appelle énergie de remplacement et augmente la VAN de l'option du gaz naturel de 820 millions de dollars.

La Centrale de Point Lepreau, si elle était remise à neuf, fournirait plus d'énergie que la quantité qui est nécessaire dans la province. Si, par suite de développements futurs, toute l'énergie nécessaire dans la province pouvait être produite par l'option du gaz naturel, il deviendrait alors inutile de se procurer de l'énergie supplémentaire. Dans ce cas, il n'y aurait pas lieu d'ajouter à l'option du gaz naturel des coûts afférents à l'énergie de remplacement. Il faudrait plutôt accorder une « valeur » à l'énergie supplémentaire produite par l'option de la remise à neuf de Point Lepreau. Cette valeur peut être plus élevée, moins élevée ou la même que le montant indiqué pour l'énergie de remplacement. La Commission n'a pas pu chiffrer cette valeur, mais elle estime qu'il s'agit là d'un élément de risque lié à la remise à neuf de Point Lepreau.

RISQUE LIÉ À LA RÉGLEMENTATION

Énergie NB a présenté au personnel de la Commission canadienne de sûreté nucléaire un document cadre sur l'octroi de permis, lequel contenait une description du processus de remise à neuf de Point Lepreau. Elle a présumé qu'elle ne serait pas obligée d'effectuer des changements en vue de satisfaire à toutes les normes actuelles applicables aux nouvelles constructions. Dans la réponse qu'il lui a donnée, le personnel a dit souscrire de façon générale à cette approche. La Commission fait remarquer que cette réponse traduit la position du personnel et pas nécessairement celle de la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

Le fait que la Commission canadienne de sûreté nucléaire pourrait exiger que des modifications soient apportées au projet de remise à neuf préoccupe la Commission. De telles modifications pourraient entraîner

des coûts considérablement plus élevés. Aussi estime-t-elle qu'il s'agit là d'un risque que comporte la remise à neuf de Point Lepreau.

COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

Le combustible nucléaire est un combustible économique; il représente moins de 15 % des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration de l'exploitation de Point Lepreau. Il est évident que l'avantage de la VAN de Point Lepreau provient des épargnes considérables liées au coût du combustible. La Commission est consciente des fluctuations du coût du gaz naturel et de la difficulté à obtenir un approvisionnement à long terme. Dans cette optique, elle convient que la remise à neuf de la centrale nucléaire comporte un avantage.

CO_2

Dans son analyse des coûts qu'elle pourrait avoir à supporter à l'avenir en raison de ses émissions de CO_2, Énergie NB a utilisé une valeur de 15 $ la tonne. La Commission, en sa qualité de régulateur économique, n'a pas étudié la question à fond puisque l'examen de telles externalités ne relève pas de son mandat. Elle estime qu'elle doit se limiter à l'examen des coûts pour se conformer aux normes établies actuelles. Elle est d'avis que la question des émissions atmosphériques devrait être régie par un organisme compétent du gouvernement provincial. Elle reconnaît que la question préoccupe grandement le gouvernement provincial et convient que la remise à neuf de Point Lepreau réduirait les émissions de CO_2.

DÉPÔT DE RENSEIGNEMENTS FINANCIERS

En mars 2001, Énergie NB a publié un document intitulé « Plan d'entreprise et Prévisions financières 2001-2002 à 2008-2009 », qui donnait des prévisions relatives à l'état des résultats, au bilan et au flux

de trésorerie. Les prévisions n'indiquaient aucune augmentation des tarifs.

La preuve présentée dans l'affaire de la demande visant la remise à neuf de la centrale de Coleson Cove, déposée en juillet 2001, contenait le Plan d'entreprise ainsi que des prévisions financières mises à jour pour les années 2002-2003 à 2008-2009. Les mises à jour tenaient compte de l'effet de la décision d'entreprendre le projet une année plus tôt.

En janvier 2002, Énergie NB a déposé la preuve à l'appui de la présente demande. Les renseignements financiers présentés à l'audience relative à la demande visant la remise à neuf de la centrale de Coleson Cove ont été remis à jour. Toutefois, les résultats prévus ne tenaient pas compte de l'augmentation des tarifs de 2,1 %, projetée pour le 1er avril 2002.

Le 27 mai 2002, la Commission a demandé une version actualisée des prévisions financières qui tiendrait compte des estimations pour l'année financière 2001-2002, y compris de toutes modifications significatives des variables importantes pour les années financières 2002-2003 à 2008-2009. Énergie NB a réagi par le dépôt d'un document qui contenait le sommaire d'un état des résultats réel au 31 mars 2002 et le sommaire d'un état des résultats prévisionnel pour l'année se terminant le 31 mars 2003. Elle n'a fourni aucune autre mise à jour des prévisions financières pour la période allant de 2003-2004 à 2008-2009.

Les prévisions d'Énergie NB comportaient une autre lacune notable : le Plan d'entreprise indiquait que les bénéfices non répartis (capitaux propres) projetés au 31 mars 2001 seraient de 46 millions de dollars. Son bilan vérifié indiquait des capitaux propres réels de 8 millions de dollars, soit une différence de 38 millions de dollars. Malgré les deux mises à jour des prévisions financières, cette différence n'a jamais été corrigée.

Dans l'année qui s'est terminée le 31 mars 2002, conformément à une norme modifiée de l'Institut canadien des comptables agréés, Énergie NB a adopté rétroactivement une modification dans ses conventions

comptables relatives à la conversion des états financiers établis en monnaie étrangère. Par suite de cette modification, les capitaux propres au 31 mars 2001 ont été réduits de 172 millions de dollars. Les prévisions financières ne tenaient pas compte de ce rajustement, ni des rajustements positifs futurs au revenu.

La Commission croit qu'Énergie NB aurait pu et aurait dû préparer ces renseignements financiers, lesquels auraient tenu compte de l'effet des augmentations de tarifs connues et des modifications importantes, telle qu'elles ont été mentionnées ci-dessus. Elle est d'avis qu'elle n'a pas déposé de renseignements financiers convenablement mis à jour dans la présente demande.

CONCLUSION

La Commission est un régulateur économique et c'est sous cet éclairage qu'elle a procédé à son examen. Faute d'un mandat clair, elle est d'avis que les évaluations, sauf les évaluations économiques, doivent être effectuées par le gouvernement. Dans son appréciation de la preuve, elle a appliqué la norme de l'intérêt public.

Par suite de son examen de la preuve relative au facteur de capacité et au coût du capital, la Commission conclut que le projet de remise à neuf proposé ne comporte aucun avantage économique important. De plus, elle considère qu'il existe d'autres aspects significatifs de l'option de la remise à neuf pour lesquels les retombées économiques sont incertaines. Ces aspects créent un risque économique additionnel qui la conduit à conclure que la remise à neuf de Point Lepreau, telle qu'elle a été exposée dans la preuve, est contraire à l'intérêt public. En conséquence, elle recommandera au conseil d'administration d'Énergie NB de ne pas procéder à la remise à neuf de la Centrale de Point Lepreau.

Daté en la «city of Saint John », N.-B. ce 24ième jour de septembre 2002.

David C. Nicholson
Président

H. B. Tingley
commissaire

J. A. Dumont
commissaire

K. F. Sollows
commissaire